NORTHERN PIPELINE AGENCY

ANNUAL REPORT
1983-1984

Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1983-1984

© Minister of Supply and Services Canada 1985

Cat. No. C 88-1/1984

ISBN 0-662-53442-5

Ottawa, Ontario,
December 31, 1984.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1984, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

Mitchell Sharp

Mitchell Sharp,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Hon. Donald Mazankowski, P.C., M.P.,
Minister of Transport and Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Overview of Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project	1
Operations of the Eastern and Western Legs	1
Second-Stage Constructions Plans	3
Operations of the Northern Pipeline Agency	5
Agency Activities	5
Grant of Easement in Yukon to Foothills	5
Quill Creek Test Facility	5
Engineering Activities	6
Environmental Monitoring	6
Finance, Personnel and Official Languages	7
Finance and Personnel	7
Official Languages Plan	7
Appendices	
A Report of the Auditor General of Canada	9
B The Role of the Northern Pipeline Agency	13
C Project Description	15
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections	16
D Northern Pipeline Agency—Senior Officers and Office Locations	18

ALASKA HIGHWAY
NATURAL GAS PIPELINE PROJECT

See Project Description for imperial measurements

Overview of Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project

A deterioration in market conditions in the United States for natural gas continued to have an adverse impact on the Alaska Highway Gas Pipeline Project during the fiscal year 1983-84, as it had during the previous year.

This applied both to the operations of the pre-built Eastern and Western Legs of the system, which were being utilized initially to transport surplus Canadian gas to California and the U.S. mid-west, and to planning for second-stage construction of the system to tap the immense gas reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska.

Operations of the Eastern and Western Legs

The transmission of Canadian natural gas for export to California and the U.S. mid-west through the Eastern and Western Legs remained substantially below authorized volumes of some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of gas a day and—by agreement between the contracting parties and regulatory authorities—well below the minimum take provided for by the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

The sharp cutback in exports through the pre-built sections of the Alaska Highway Gas Pipeline, as well as most other Canadian gas sales south of the border, reflected the heavy pressure on the vast majority of U.S. interstate shippers. This pressure was the result of a substantial drop in demand for natural gas due to such factors as economic recession, conservation, a series of mild winters, and competition from other energy sources—particularly residual oil and electricity. At the same time, a significant—if temporary—surplus of gas supplies from U.S. sources developed in response to increased wellhead prices.

Although there was a strong economic recovery underway during the fiscal year, which led to some pickup in industrial demand for natural gas and an upturn in residential requirements as a result of colder winter weather, total demand still remained well below the level of a few years ago.

While the base price of gas exports was reduced in April, 1983, by the Canadian government from U.S. $4.94 to $4.04 per million British Thermal Units (MMBtu) and subsequently an incentive pricing scheme established for certain incremental volumes of $3.40 per MMBtu, Canadian gas continued to face severe price competition in a number of U.S. markets. (In July, 1984, the government announced a new policy under which buyers and sellers had the option of negotiating individual pricing arrangements, effective as of the beginning of November, subject to the consideration of the National Energy Board and, ultimately, to the government's approval. Among other conditions, the new policy stipulated that the export price must not be less than the domestic price for gas delivered at the Toronto city gate under similar terms and conditions.)

In the United States, the competitive position of natural gas in relation to alternative energy sources was aggravated for an extended period by increases in the prices of many sources of gas under the provisions of the 1978 U.S. Natural Gas Policy Act at a time when worldwide conditions were putting downward pressure on oil prices. While the Reagan Administration pressed for deregulation of all natural gas prices in order to provide for their establishment by the forces of the marketplace, certain interests in Congress sought to tighten controls over gas prices and, in particular, to forestall the deregulation of all but so-called 'old' gas due to go into effect under existing legislation at the beginning of 1985.

In February, 1984, U.S. Secretary of Energy Donald Hodel issued new policy guidelines and delegation orders to govern the regulation of imported natural gas. Among other things, the guidelines stipulated that the key test in determining whether proposed new gas imports in future would serve the U.S. public interest was whether the agreements between buyer and seller "provide for the sale of gas in volumes and at prices (that are) responsive to market demands."

Under the 1977 U.S. Department of Energy Organization Act, the regulatory authority with respect to imports of natural gas was largely transferred from the old Federal Power Commission to a new body known as the Economic Regulatory Administration (ERA). An exception was made, however, in the case of any imports of gas through the Alaska Highway Pipeline, which were made subject to the regulatory control of the newly-created Federal Energy Regulatory Commission. Under the delegation orders issued in February, Secretary Hodel transferred responsibility with respect to imports via the Eastern and Western Legs from the Commission to the ERA.

Some months prior to the transfer of this responsibility, the Minister then responsible for the Northern Pipeline Agency, Sen. H.A. (Bud) Olson, requested the undertaking of consultations with the U.S. Administration as provided for under the Canada-U.S. Agreement of 1977. The Minister sought these consultations to discuss particular problems that had arisen with respect to the Eastern Leg because of the high rate of depreciation being charged on the system in the United States. This high depreciation rate, which was geared to amortize the system during the limited period for which throughput had been contracted and approved by both countries, resulted in exceptionally high transportation costs. These high toll charges, in turn, further compounded the problem of declining exports of gas through the line caused by the market problems outlined earlier.

Consultations on this matter were held in Washington in November, 1983. At the direction of Sen. Olson, the Canadian delegation was headed by the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency, who was joined by C. Geoffrey Edge, Chairman of the National Energy Board. The U.S. delegation was headed by Raymond Hanzlik, Administrator of the Economic Regulatory Administration.

U.S. officials at the time undertook to explore various means of alleviating the problem raised by the Canadian delegation. Subsequently, the FERC conditionally approved a four-year extension of imports of Canadian gas through the pre-build system in line with parallel export extensions approved by the National Energy Board of Canada in January, 1983. As a result of this action, provisions were made for reducing the rate of depreciation on the U.S. portion of the Eastern Leg and undertaking a commensurate reduction in toll costs.

(In the spring of 1984, three competing proposals were put forward for transporting new Canadian gas exports to the northeastern mid-west U.S. market approved by the National Energy Board in January, 1983, all of which involved utilization of the Eastern Leg to move all or part of additional volumes. The proposed increase in throughput would have the effect of increasing the efficiency of the system by reducing prevailing high unit transportation costs.

(TransCanada PipeLines proposed to transport some 24 million cubic metres (655 million cubic feet) of gas a day to the northeast market through expansion of its own system and that of its U.S. affiliate, Great Lakes Gas Transmission. Its application to the National Energy Board involved the transportation of some 11 million cubic metres (385 million cubic feet) of gas a day for export to the U.S. mid-west market through the Eastern Leg rather than exporting it at Emerson, Manitoba, via Great Lakes, as originally proposed. By contrast, two competing U.S. groups advanced proposals for utilizing the existing Eastern Leg facilities and an expansion of their own network of pipeline to transport the gas contracted for sale in the northeastern U.S. market. One group was made up of Northern Border Pipeline Co., owner of the Eastern Leg of the Alaska Highway Pipeline in the United States, ANR Pipeline Co. and the Northern Natural Gas Co. The other scheme was proposed by MidCon Corporation, a subsidiary of the Natural Gas Pipeline Co. of America.)

Second-Stage Construction Plans

Planning for second-stage construction of the pipeline—which primarily involves construction of the northern segments from Prudhoe Bay on the coast of the Beaufort Sea in Alaska to join with the pre-built Eastern and Western Legs just north of Calgary, Alberta—continued throughout the fiscal year in both Canada and the United States, but at a much reduced pace. As in 1982-83, the depressed gas market in the United States continued to impede progress in moving toward implementation of the second-stage of the undertaking.

In the early fall of 1983, the future of the project was called into question with the bid by The Williams Companies to take control of the Northwest Energy Co. Under the Chairmanship of John G. McMillian, the latter company had played the lead role in bringing together the consortium of pipeline companies that supported the building of the Alaskan portion of the pipeline system. This was the Board of Partners of Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co. Northwest Alaskan Pipeline Co. acted as operating agent on behalf of the partnership.

Although the take-over bid was initially contested by Mr. McMillian and other directors, in the end it was accepted amicably. In October, Joseph H. Williams, Chairman and Chief Executive Officer of The Williams Companies, was elected Chairman of Northwest Energy. Vernon T. Jones, Executive Vice-President of Williams, was elected President and Chief Executive Officer of Northwest. Mr. Jones also became Chairman of the Board of Partners representing the pipeline consortium sponsoring the pipeline in Alaska.

Soon after their election, the new officers of Northwest Energy hastened to assure government authorities in both the United States and Canada of their own strong support for the Alaska Highway Pipeline Project. At the time, prospects for proceeding with second-stage construction were cast into doubt not only by the unsettled market conditions in the continental United States, but also by a proposal being advanced by former Alaska Governor Walter J. Hickel for a pipeline to transport Prudhoe Bay gas to the south coast of the state, where it would be liquefied and transported to the Far East by LNG tankers. A variant of that proposal envisaged gas from the North Slope being utilized both for transmission to Japan and other Far Eastern countries as LNG and to supply the Alaska Highway Pipeline if, as and when that project became economically feasible.

These issues were raised for consideration before a sub-committee of the Senate Committee on Energy and Natural Resources in Washington in mid-November, 1983. In his testimony, Mr. Jones told the Committee that the consortium believed the Alaska Highway Pipeline "remains today, as it was in 1977, the best choice, in fact the only realistic choice for marketing North Slope Alaskan gas." He maintained it was unrealistic to believe that the gas reserves available in northern Alaska would support both exports in the form of LNG and the supply of markets in the lower 48 states via the pipeline.

"In summary, we are convinced that, at the appropriate time, Alaskan gas can be delivered to the lower 48 states at market clearing prices," Mr. Jones said. "We believe that this will occur when the perceived fuels 'glut' disappears and forecasts of future shortages in the lower 48 states become more widely accepted. We believe that such shortages *will* occur, and this is a view shared increasingly by responsible authorities."

Testifying during the same hearing, Sidney J. Reso, Senior Vice-President of Exxon U.S.A., one of the three major owners of Prudhoe Bay reserves, said his company "seriously question the commercial viability of an LNG export project ..." Mr. Reso maintained that Alaskan gas would be needed early in the 1990s to offset declining U.S. supplies from the lower 48 states. "Our forecasts are that production of natural gas in the United States will begin to decline after 1985 and will continue to decline in the 1990s even assuming that the ANGTS (Alaska Natural Gas Transportation System) is completed and Alaska gas is available to the contiguous United States in the early 1990s."

(In May, 1984, the Yukon Pacific Corp. filed an application with the U.S. federal government for a right-of-way for a proposed 1320 km (820 mi) pipeline to transmit natural gas from Prudhoe Bay to southern Alaska, where it would be liquified and shipped by LNG tankers to countries in the Far East.)

During the course of the fiscal year, the sponsors of the Alaska Highway Pipeline Project in the State of Alaska concluded that the system could be built at significantly lower cost than earlier estimated. In part, this was due to the reduction in forecast costs because of a sharp drop in the rate of inflation and also a substantial decline in the level of interest rates from the record levels reached earlier in the 1980s. In part, the cost saving was the result of a decision announced in August, 1983, to adopt a new process for conditioning

the gas from the wellhead prior to its delivery to the pipeline. This revised design of the conditioning plant, which is required to remove such substances as moisture, carbon dioxide and natural gas liquids (propane, butane, etc.), would reduce the number of component units by one-third, reduce delivery time of those components from three years to two, and reduce capital costs by around $1 billion, which in turn would lead to a reduction in the costs of capital used during construction. The new system would also result in lower operating costs.

In addition to the studies that led to the revision in plans for the conditioning plant, the consortium in Alaska continued to develop engineering design criteria and environmental plans for consideration by the Office of the Federal Inspector, the U.S. counterpart in certain respects to the Northern Pipeline Agency. Much of this technical work focussed on engineering considerations related to mitigating the impact of frost heave—a condition created when gas below freezing temperatures causes frost to build up around a pipeline in unfrozen, moisture-laden soils, which can create stresses on the pipe that may result in a fracture.

As of the end of March, 1984, the Office of the Federal Inspector had a staff of 23 employees in its main office in Washington and in regional offices in Irvine, California, and Fairbanks and Anchorage, Alaska.

As outlined more fully in the section that follows, activities in Canada related to the second stage of the pipeline were very limited in view of uncertainties as to when the project might begin to be rejuvenated. Much of the focus of the Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., was on monitoring the results of thaw-settlement tests at its Quill Creek experimental site in Yukon and on certain studies related to the optimal size of pipe and pipeline pressure in the case of the northern segments of the system. One of the primary concerns of the Northern Pipeline Agency was the granting in late 1983 by the federal government of the easement for the right-of-way of the pipeline throughout Yukon. While a number of Agency staff was seconded on a full or part-time basis to other government departments and agencies, by the end of the fiscal year the number of staff actually engaged in operations of the NPA had been reduced to around 15 from a peak of more than 100 some two years before. The NPA's regional office in Vancouver was closed down at the end of the fiscal year (and its office in Whitehorse two months later).

Operations of the Northern Pipeline Agency

Agency Activities

The scaling down of the activities of the Northern Pipeline Agency that was first initiated in the previous fiscal year continued throughout 1983-84 as a result of the completion of construction of the Eastern and Western Legs and the delay in proceeding with Phase II construction of the northern segments, which led to a sharp reduction in the planning, design and engineering activities being undertaken by Foothills.

During the last fiscal year, as outlined in more detail in the following section, several members of the staff of the Agency were seconded on a full or part-time basis to other government departments or agencies. By year's end, the number engaged in the activities of the NPA was the equivalent of 15 person-years, down from a peak of more than 100 in mid-1982. As noted earlier, the Agency's Vancouver office was closed down on March 31, 1984, (which was followed by the closing a few months later of the NPA's Whitehorse office following the closure of Foothills' office in the Yukon Capital).

Following is an outline of some of the more significant activities in which the Agency was engaged during the year and of developments that affected it.

Grant of Easement in Yukon to Foothills

One of the major undertakings in which the NPA was engaged during the year was that of assisting in the preparation of the complex documentation required for the grant of easement to Foothills by the Governor in Council covering the right-of-way through Crown land in Yukon. The grant of easement and the related proclamation providing for the coming into force of amendments to the Land Titles Act that formed part of the 1978 Northern Pipeline Act were undertaken in late November and early December, 1983.

The granting of the easement for the right-of-way of the pipeline followed an earlier decision in March, 1983, by the Hon. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, approving the route of the 830 km line through southern Yukon following extensive study of many geotechnical, environmental and socio-economic factors over a period of several years. In late December, 1983, the then Minister of Indian and Northern Affairs, the Hon. John Munro, announced that the development freeze imposed on an eight-kilometre corridor straddling the proposed route of the line through Yukon would be lifted late in June, 1984. The effect was to narrow the restriction on development to the 240-metre width of the pipeline right-of-way covered by the easement.

Quill Creek Test Facility

One of the major pre-construction undertakings by Foothills in Yukon was the establishment in 1981 of extensive facilities at Quill Creek, some 25 km northwest of Burwash Landing, to test a variety of aspects of pipeline construction and design in the North. Of particular concern has been the effect of transmitting gas at above-freezing temperatures through various designs and modes of pipeline installed above and below ground in areas of moisture-laden permafrost so

as to determine the most technically and economically feasible means of avoiding or minimizing the problem of thaw settlement—the settlement of the pipe due to the melting of surrounding permafrost by the warm gas and subsequent erosion of the soil.

Data from the test facility continued to be gathered by automatic, remote electronic read-outs and by periodic, on-the-spot examinations by the Foothills' employee stationed at the site. Since April, 1982, Foothills has submitted five reports to the Agency on various aspects of the test operations, including ground temperatures, measures and predicted thaw depths, and pipe heave and settlement. The reports have also covered observations on the trenches, backfill in the case of buried pipe, and pipe installed above ground in embankments and concrete restraints.

Engineering Activities

While construction of the pre-built Eastern and Western Legs of the pipeline was virtually all completed by the beginning of the fiscal year, the Agency had certain remaining responsibilities to carry out with respect to these projects.

In April, 1983, Agency personnel oversaw the scheduled program for testing of Compressor Station 391 at Richmound, Saskatchewan, the completion of which had earlier been delayed due to a strike among the building trade unions. Early in April, the company submitted revised and outstanding drawings of the station to the Agency to complete its fulfillment of the NPA's Engineering Order.

Following completion of the drawings and of the testing program, Foothills submitted to the NPA for its consideration Part II of the application it filed with the National Energy Board (NEB) for leave-to-open Compressor Station 391. A supporting recommendation by the NPA's Designated Officer was followed by granting of leave-to-open by the Board in May, 1983.

On behalf of the NEB, the Agency also observed a hydrostatic test conducted on a by-pass line constructed at Compressor Station 394 at Monchy, Saskatchewan. This by-pass line, which was installed with the approval of the NEB, is designed to enable Foothills to recirculate continuously part of the gas through the compressor as a means of compensating for lower volumes of gas flows through the line than the unit was originally designed to handle efficiently.

All "As-Built" drawings for the pre-build sections in Zone 6 (Eastern Leg, Alberta) and Zone 8 (Western Leg, South B.C.) were reviewed by Agency staff and received approval.

During the year, Foothills put forward for the Agency's consideration a number of consultants' reports and amendments to previously submitted or approved documents and drawings. These were related to liquefaction and slope stability studies undertaken by the company for selected construction sections and river crossing scour design criteria within the Yukon. The Agency staff completed its review of the documents, which were subsequently granted qualified acceptance or approved by the Designated Officer, as appropriate.

Environmental Monitoring

The Environmental Group inspected all sections of the Eastern and Western Legs between April and October, 1983, in accordance with the NPA's mandate to monitor the condition of the pipeline right-of-way for one year following leave-to-open. A final report outlining the detailed findings of the group by construction segment was submitted in December, 1983. In general, the report found that in Alberta and Saskatchewan the right-of-way was in excellent condition, that revegetation was adequate for erosion control and that full replacement of habitat conditions of benefit to wildlife will be achieved in one to two years. No action other than regular inspection and maintenance by Foothills was required. In South B.C., revegetation on the whole was also found to have been successful. However, in areas where the pipeline right-of-way traverses very steep slopes and physical barriers have been installed to provide additional erosion control, there may be a requirement to undertake maintenance for some years following spring run-off. The inspection revealed that water crossings by the pipeline were in good condition and that there were no significant changes to drainage patterns as a result of pipeline construction. In a few instances, Foothills has taken action to remedy interference caused to the movement of groundwater.

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament, together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1984, is reproduced as Appendix A.

Estimates for 1983-84 provided $5.6 million and 75 person-years for the operation of the Agency. Actual expenditure was $5.4 million and 63 person-years were utilized in carrying out the services of the Northern Pipeline Agency. Included in expenditures were employment termination costs of $648,000 incurred as a result of the further reduction in staff that was undertaken because of the continuing reduction in the activities of the Agency due to the completion of construction of the first stage of the Alaska Highway Gas Pipeline Project and continuing delays in the scheduled commencement of the second stage of the northern segments.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling $5.7 million were made. Of this total, $4.3 million was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, which represented the unrecovered balance from the previous fiscal year and part of the 1983-84 expenditures by the Agency. The additional recovery of $1.4 million comprises mainly recoveries from various other departments and agencies of the federal government to which certain NPA employees had been seconded as part of the phasing down of Agency activities. All recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the Official Languages Act.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year. It is becoming progressively more difficult to comply with the Plan as the staff of the Agency is reduced to a skeleton basis pending resumption of construction of the pipeline. However, to the extent possible, the Plan has remained in effect.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

The Honourable Don Mazankowski, P.C., M.P.,
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1984. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1984 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Kenneth M. Dye, F.C.A.
Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
September 15, 1984

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Expenditure and Receipts
for the year ended March 31, 1984

	1984	1983
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	$4,119,417	$4,789,364
Rentals	727,907	733,354
Travel and communication	251,987	542,788
Professional and special services	231,508	351,217
Materiel and supplies	29,696	114,623
Information	21,237	44,257
Furniture and equipment	8,160	48,227
Other	24,471	66,051
	5,414,383	6,689,881
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 4)	4,300,422	6,893,422
Secondment of Agency staff	1,310,912	609,759
Other recoveries	98,469	8,024
	5,709,803	7,511,205
Excess of receipts deposited to the Consolidated Revenue Fund over expenditure out of the Consolidated Revenue Fund	$ 295,420	$ 821,324

Approved by:

Commissioner

Chief Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to Statement of Expenditure and Receipts
March 31, 1984

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	1984	1983
Parliamentary appropriations		
Economic Development		
Vote 5—Program expenditures	$5,150,400	$8,871,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	426,000	654,000
	5,576,400	9,525,000
Lapsed in accordance with Section 30 of the Financial Administration Act	162,017	2,835,119
	$5,414,383	$6,689,881

4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1984	1983
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	$5,414,383	$6,689,881
Adjustment in respect of employee benefits	—	(641,000)
Secondment of Agency staff	(1,310,912)	(609,759)
Other recoveries	(98,469)	(8,024)
	4,005,002	5,431,098

Costs to be recovered in the following year	(160,227)	(455,647)
Prior year costs recovered in the current year	455,647	1,917,971
	$4,300,422	$6,893,422

The Agency's share of employee benefits paid to the government since 1978 has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1983 have been adjusted accordingly.

5. Employees' contingency and termination plans

Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1984 are estimated at $228,000 (1983—$105,000).

Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities since May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations unpaid costs, including relocation costs, are estimated as follows:

Terminations during the year ending March 31, 1985	$ 575,000
Subsequent terminations	500,000
	$1,075,000

6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back two years to 1989 and all parties were to scale down their activities to correspond to a revised construction schedule.

In June 1983, when Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced a further reduction in its activities over the next two years, the Agency made further reductions to scale down its activities to correspond to those of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

The Agency has been able to reduce staff costs through secondments to other departments and by terminations. Certain other costs have also been reduced in the past two years.

7. Subsequent event

In June 1984, Northern Pipeline Agency entered into a new lease agreement with Petro Canada, resulting in a substantial saving over the next two years. The cost to surrender the sub-lease was $225,000.

The Role of the Northern Pipeline Agency

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who initally was also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline. A list of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency offices can be found in Appendix D on Page 18.

Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, An Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies—Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company—have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.[1] An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

[1] The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.[2]

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.[3]

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, exciuding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be $10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of $4.3 billion for the Canadian segments and $6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately $38.7 billion to $47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the $2.4 to $2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised-in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately $17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately $19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimate with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the further extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

The first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately $1.4 billion (U.S.) for the American section and $928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

---

[2] Yukon 233 mi. of 48 in., 275 mi. of 56 in.; B.C. (North) 444 mi. of 56 in.; Alberta 334 mi. of 56 in., 234 mi. of 42 in., 187 mi. of 36 in.; Saskatchewan 160 mi. of 42 in.; B.C. (South) 106 mi. of 36 in.

[3] The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 585 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, is comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. Gas began to flow through the system on September 1, 1982.

Northern Pipeline Agency

Senior Officers and Office Locations

Ottawa—Head Office
The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

Centennial Towers (Station 210)
200 Kent Street,
Ottawa, Ontario,
K1A 0E6

Calgary—Operational Headquarters
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and
Designated Officer,
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator.

Suite 450,
101-Sixth Avenue Southwest,
Calgary, Alberta.
T2P 3P4

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

RAPPORT ANNUEL
1983-1984

1836/

Administration du pipe-line du Nord Canada

Northern Pipeline Agency Canada

RAPPORT ANNUEL

1983-1984

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

N° de cat. C 88-1/1984

ISBN 0-662-53442-5

Ottawa, Ontario,
le 31 décembre 1984

Monsieur le Ministre,

Je vous soumets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1984, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de
l'Administration du
pipe-line du Nord,

Mitchell Sharp

L'hon. Donald Mazankowski, c.p., député,
Ministre des Transports et Ministre
responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Chambre des Communes,
Ottawa (Ontario)

Table des matières

Page

Vue d'Ensemble des Faits saillants relatifs au Gazoduc de la Route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis **1**

Livraisons par les embranchements est et ouest 1
Plan de la deuxième étape de construction 3

Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord **5**

Activités de l'Administration 5
Octroi d'un droit de passage au Yukon à la Foothills 5
Station d'essais de Quill Creek 5
Travaux techniques 6
Surveillance de l'environnement 6

Finances, personnel et langues officielles **7**

Finances et personnel 7
Plan des langues officielles 7

Appendices

A Rapport du Vérificateur général du Canada 9
B Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord 14
C Description du projet 16
Première étape: construction des tronçons sud 18
D Administration du pipe-line du Nord—Cadres supérieurs et adresses des bureaux 19

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

Voir les mesures unités impériales dans la description du projet

Vue d'ensemble des Faits Saillants Relatifs au Gazoduc de la Route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis

La détérioration des conditions des marchés aux États-Unis a nui au projet du gazoduc de la route de l'Alaska en 1983-1984, comme l'an dernier.

Ont été touchées, d'une part, les livraisons des embranchements est et ouest du réseau dont la fonction initiale est d'acheminer les réserves excédentaires de gaz naturel vers la Californie et le Midwest américain et, d'autre part, la planification de la deuxième étape de construction du réseau devant permettre l'exploitation des immenses réserves de gaz de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska.

Livraisons par les embranchements est et ouest

Les livraisons de gaz naturel canadien à la Californie et au Midwest américain par les embranchements est et ouest sont restées bien en-deça des volumes autorisés de quelque 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz par jour et—à la suite d'une entente entre les parties contractantes et les organismes de réglementation—du volume minimum prévu par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis.

La diminution sensible des exportations par les tronçons préliminaires du gazoduc de la route de l'Alaska et de la plupart des autres ventes de gaz canadien aux États-Unis a traduit les fortes pressions dont la grande majorité des expéditeurs américains ont été l'objet à la suite d'une baisse marquée de la demande de gaz naturel attribuable à des facteurs tels que la récession économique, les mesures d'économie, une suite d'hivers doux et la concurrence des autres sources d'énergie, en particulier l'huile résiduelle et l'électricité. Un excédent important quoique temporaire des approvisionnements en gaz des sources américaines était enregistré au même moment à la suite de la hausse des prix à la tête du puits.

L'année financière a été marquée par une forte relance de l'économie qui a entraîné une légère augmentation de la demande industrielle de gaz naturel, sans compter la hausse des besoins résidentiels attribuable à la rigueur de l'hiver, mais la demande totale est restée bien en-deçà du niveau atteint il y a quelques années.

Le prix de base du gaz destiné à l'exportation a été ramené en avril 1983 par le gouvernement canadien de 4,94 à 4,04 dollars (É.-U.) le million de Btu et certains volumes supplémentaires ont par la suite été livrés au prix incitatif de 3,40 $ le million de Btu, mais le gaz canadien a continué à faire face à la concurrence qui se livrait au niveau des prix sur certains marchés américains. (En juillet 1984, le gouvernement a annoncé l'adoption d'une nouvelle politique permettant à l'acheteur et au vendeur, à compter du début de novembre, de négocier entre eux une entente sur les prix, sous réserve de l'examen de l'Office national de l'énergie et de l'approbation consécutive du gouvernement. Entre autres conditions, la nouvelle politique dispose que le prix à l'exportation doit être au moins égal au prix intérieur du gaz livré aux portes de Toronto aux mêmes conditions.)

Aux États-Unis, la compétitivité du gaz naturel vis-à-vis des autres sources d'énergie a souffert un bon moment des hausses de prix de nombreuses sources

d'alimentation en gaz, prévues par les dispositions du U.S. Natural Gas Policy Act de 1978 au moment même où les conditions à l'échelle planétaire exerçaient des pressions à la baisse sur les prix pétroliers. L'administration Reagan faisait pression en faveur de la déréglementation de tous les prix du gaz naturel afin de laisser fixer ceux-ci par les forces du marché, mais certains intérêts au Congrès cherchaient à resserrer le contrôle sur les prix du gaz, et en particulier à empêcher la déréglementation de tous les prix sauf ceux de l'«ancien» gaz qui doit prendre effet selon la loi actuelle au début de 1985.

En février 1984, le secrétaire américain de l'Énergie, M. Donald Hodel, a publié de nouvelles lignes directrices générales et des ordonnances de délégation régissant la réglementation du gaz naturel importé. Les lignes directrices en question portent, entre autres choses, qu'à l'avenir, pour déterminer si les nouvelles importations de gaz qu'il est proposé de faire servent l'intérêt public des États-Unis, on vérifiera essentiellement si l'entente entre l'acheteur et le vendeur «prévoit la vente de gaz à des volumes et à des prix (qui sont) adaptés à la demande sur le marché».

En vertu du U.S. Department of Energy Organization Act de 1977, le pouvoir de réglementer l'importation de gaz naturel a été transféré en grande partie de l'ancienne Federal Power Commission à un nouvel organisme connu sous le nom de Economic Regulatory Administration (ERA). Les importations de gaz par le gazoduc de la route de l'Alaska ont cependant été assujetties au contrôle de la Federal Energy Regulatory Commission nouvellement créée. Aux termes des ordonnances de délégation publiées en février, le secrétaire Hodel a transféré la responsabilité des importations par les embranchements est et ouest de la Commission à l'ERA.

Quelques mois avant le transfert de cette responsabilité, le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord d'alors, le sénateur H.A. (Bud) Olson, avait réclamé la tenue de consultations avec l'administration américaine, comme l'y autorisait l'accord canado-américain de 1977, pour étudier les divers problèmes que représentait pour l'embranchement est le taux élevé d'amortissement du pipe-line imposé aux États-Unis. Ce taux devait permettre d'amortir le système durant la courte période pour laquelle le débit avait été prévu par contrat et approuvé par les deux pays, mais il se traduisait par des frais de transport exceptionnellement élevés qui, à leur tour, aggravaient le problème de la baisse des exportations de gaz par le gazoduc, causé par les conditions du marché exposées plus haut.

Les consultations à ce sujet ont eu lieu à Washington en novembre 1983. Conformément aux instructions du sénateur Olson, la délégation canadienne était dirigée par le Directeur général de l'administration du pipe-line du Nord, M. Mitchell Sharp, accompagné du président du conseil d'administration de l'Office national de l'énergie, M. C. Geoffrey Edge. La délégation américaine était, pour sa part, sous les ordres de l'administrateur de la Economic Regulatory Administration, M. Raymond Hanzlik.

Les autorités américaines se sont mises à ce moment-là à étudier différents moyens d'atténuer le problème soulevé par la délégation canadienne. La FERC a finalement approuvé sous condition une prolongation de quatre ans des importations de gaz naturel par le réseau préliminaire, vu que l'Office national de l'énergie du Canada avait déjà autorisé en janvier une prolongation semblable de la période prévue pour les exportations. Des dispositions ont été prises par la suite pour réduire le taux d'amortissement du tronçon américain de l'embranchement est et assurer une baisse correspondante des frais de transport.

(Au printemps de 1984, trois différentes propositions ont été présentées en vue du transport des nouvelles livraisons de gaz canadien, autorisées par l'Office national de l'énergie en janvier 1983, à destination du marché dans la région nord-est du Midwest américain, propositions qui prévoient toute l'utilisation de l'embranchement est pour l'acheminement de la totalité ou d'une partie des volumes excédentaires. L'augmentation consécutive du débit aurait pour effet d'abaisser les frais de transport unitaires qui sont élevés à l'heure actuelle et, par surcroît, d'augmenter la rentabilité du réseau.

(La TransCanada PipeLines a proposé de transporter quelque 24 millions de mètres cubes (655 millions de pieds cubes) de gaz par jour vers les marchés du nord-est par le prolongement de son propre réseau et de celui de sa filiale américaine, la Great Lakes Gas Transmission. Dans sa demande à l'Office national de l'énergie, elle propose d'acheminer quelque 11 millions de mètres cubes (385 millions de pieds cubes) par jour vers le marché du Midwest américain par l'embranchement est au lieu de transporter le gaz à Emerson (Manitoba) par la Great Lakes, comme il avait été proposé à l'origine. Deux groupes américains rivaux ont présenté des propositions visant l'utilisation des présentes installations de l'embranchement est et le prolongement de leur propre réseau pour transporter le gaz vendu par contrat au marché du nord-est des États-Unis. Le premier est formé de la Northern Border Pipeline Co., propriétaire de l'embranchement est du

gazoduc de la route de l'Alaska aux États-Unis, de l'ANR Pipeline Co. et de la Northern Natural Gas Co., la MidCon Corporation, filiale de la National Gas Pipeline Co., of America compose l'autre.)

Plan de la deuxième étape de construction

Les travaux de planification de la deuxième étape de construction du gazoduc—qui consiste essentiellement en l'aménagement des segments nord devant relier la baie Prudhoe sur la côte de la mer de Beaufort en Alaska aux embranchements préliminaires est et ouest juste au nord de Calgary (Alberta)—se sont poursuivis tout au long de l'année financière tant au Canada qu'aux États-Unis, mais à un rythme beaucoup moins soutenu. Comme en 1982-1983, la stagnation du marché du gaz aux États-Unis empêche toujours d'avancer sur la voie de l'exécution de la deuxième étape.

Au début de l'automne de 1983, l'avenir du projet a été remis en question avec l'offre d'achat par The Williams Companies visant à la mainmise de la Northwest Energy Co. Sous la présidence de M. John G. McMillian, cette dernière société avait joué un rôle de premier plan dans la formation du consortium d'entreprises de construction de pipe-lines qui avaient parrainé la construction de la partie alaskaine du gazoduc, soit le Board of Partners de la Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co. à laquelle la Northwest Alaskan Pipeline Co. servait de mandataire.

L'offre d'achat visant à la mainmise a été contestée au départ par M. McMillian et les autres administrateurs mais elle a finalement été acceptée à la suite d'un arrangement à l'amiable. En octobre, le président du conseil d'administration et principal dirigeant ainsi que le vice-président exécutif de la The Williams Companies, MM. Joseph H. Williams et Vernon T. Jones, étaient respectivement élus président du conseil d'administration et président et principal dirigeant de la Northwest Energy. M. Jones devenait aussi président de l'association représentant le consortium parrainant la construction du gazoduc en Alaska.

Peu de temps après leur élection, les nouveaux dirigeants de la Northwest Energy se sont empressés d'assurer les autorités gouvernementales américaines et canadiennes de leur ferme appui à l'égard du projet du gazoduc de la route de l'Alaska. À l'époque, l'avenir de la deuxième étape de construction était remis en question non seulement par l'instabilité des conditions du marché dans la partie continentale des États-Unis mais aussi par le projet de l'ancien gouverneur de l'Alaska, M. Walter J. Hickel, d'un gazoduc permettant d'acheminer le gaz de la baie Prudhoe jusqu'à la côte méridionale de l'État où il serait liquifié et transporté en Extrême-Orient par navire citerne GNL. Il était proposé aussi, dans la même veine, d'utiliser le gaz du versant nord pour l'expédier au Japon et à d'autres pays d'Extrême-Orient sous forme de GNL et pour approvisionner le gazoduc de la route de l'Alaska si jamais le projet de construction de ce dernier venait à se concrétiser.

Ces questions ont été débattues devant un sous-comité du Comité sénatorial de l'énergie et des richesses nationales à Washington à la mi-novembre 1983. Dans son témoignage, M. Jones laissait savoir au comité que pour le consortium, le gazoduc de la route de l'Alaska «reste encore aujourd'hui, comme il l'était en 1977, le moyen par excellence, voire le seul moyen réaliste d'assurer la commercialisation du gaz du versant nord de l'Alaska». Il est irréaliste de croire, disait-il, que les réserves de gaz du nord de l'Alaska assureront tout à la fois les exportations de gaz sous forme de GNL et l'approvisionnement des marchés des 48 États du sud par le gazoduc.

«Bref, nous sommes convaincus que, en temps opportun, le gaz alaskain pourra être livré au 48 États du sud aux prix en vigueur sur le marché», de déclarer M. Jones. «Nous croyons que cela coïncidera avec le désencrombrement du marché des combustibles et l'acceptation plus grande du fait que les pénuries prévues pour les 48 États du sud vont se concrétiser. Nous sommes d'avis que ces pénuries *vont* bel et bien se produire, avis qui est partagé de plus en plus par les autorités compétentes».

Témoignant au cours de la même audience, M. Sidney J. Reso, vice-président principal de la Exxon U.S.A., l'un des trois principaux propriétaires des réserves de la baie Prudhoe, a indiqué que sa société «avait de sérieux doutes sur la viabilité du projet d'exportation de gaz naturel sous forme de GNL...» M. Reso a soutenu qu'il faudra pouvoir compter sur le gaz de l'Alaska au début des années 90 pour compenser la baisse des approvisionnements américains en provenance des 48 États du sud. «Selon nos prévisions, la production du gaz naturel aux États-Unis commencera à fléchir après 1985, mouvement à la baisse qui se poursuivra au cours des années 1990 même en supposant l'achèvement du RTGNA (Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska) et l'approvisionnernent en gaz de l'Alaska des États américains contigus au début des années 90».

(En mai 1984, la Yukon Pacific Corp. déposait une demande auprès du gouvernement fédéral américain

relativement à l'emprise de la canalisation de 1320 km (820 milles) qu'il proposait d'aménager pour acheminer le gaz naturel de la baie Prudhoe au sud de l'Alaska où il serait liquéfié et transporté par navire-citerne GNL dans des pays d'Extrême-Orient.)

Au cours de l'année financière, les promoteurs du projet de gazoduc de la route de l'Alaska dans l'État de l'Alaska sont arrivés à la conclusion que le réseau pouvait être construit à un prix inférieur de beaucoup à ce qui avait été prévu. Cette situation tient, d'une part, au fléchissement important du taux d'inflation et à une baisse sensible des taux d'intérêts par rapport aux niveaux records atteints au début des années 80 et, d'autre part, à la décision annoncée en août 1983 d'adopter un nouveau système de conditionnement du gaz destiné au gazoduc de la tête de puits. La révision consécutive des plans de l'usine de conditionnement qui sert à éliminer des substances telles que l'humidité, le dioxyde de carbone et les liquides de gaz naturel (propane, butane, etc.), réduira le nombre d'unités composantes du tiers, ramènera de trois à deux ans, le délai de livraison de celles-ci et entraînera une baisse approximative d'un milliard de dollars des dépenses en capital qui se répercutera, à son tour, sur le coût du capital utilisé durant la construction. Le nouveau système fera aussi baisser les frais d'exploitation.

Outre les études qui ont abouti à la révision des plans de l'usine de conditionnement, le consortium en Alaska a poursuivi l'élaboration des critères de conception des ouvrages et des plans environnementaux devant être soumis à l'examen de l'Office of the Federal Inspector, pendant américain de l'Administration du pipe-line du Nord en quelque sorte. Ces travaux ont porté en grande partie sur les considérations techniques à prendre en compte pour atténuer les effets du soulèvement dû au gel, phénomène qui se produit lorsque le gaz transporté à des températures inférieures au point de congélation cause la formation de givre autour du tuyau dans les régions où le sol est dégelé et humide et qui peut se traduire par des tensions susceptibles d'entraîner un bris.

À la fin de mars 1984, l'Office of the Federal Inspector comptait 23 employés répartis entre l'administration centrale de Washington et ses bureaux régionaux d'Irvine (Californie) et de Fairbanks et Anchorage (Alaska).

Comme il est expliqué plus en détail à la section qui suit, les activités au Canada liées à la deuxième étape de construction du gazoduc ont été très réduites, l'incertitude régnant quant au moment où le projet pourra être relancé. Le promoteur canadien, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., a concentré le gros de ses efforts sur les résultats des expériences faites à sa station d'essais de Quill Creek (Yukon) sur l'affaissement dû au dégel et à certaines études relatives aux dimensions idéales du tuyau et à la tension dans le cas des tronçons nord du réseau. L'octroi par le gouvernement fédéral à la fin de 1983 du droit de passage pour l'emprise du gazoduc à travers tout le Yukon a surtout retenu l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord. Un certain nombre de ses employés ont été détachés en permanence ou pour un temps auprès d'autres ministères et organismes gouvernementaux, mais l'effectif à son service à la fin de l'année financière comptait une quinzaine d'employés alors qu'il en regroupait au plus fort plus d'une centaine, soit il y a deux ans. L'APN a fermé son bureau régional de Vancouver à la fin de l'année financière (et son bureau de Whitehorse deux mois plus tard).

Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord

Activités de l'Administration

La diminution progressive des activités de l'Administration du pipe-line du Nord qui s'était amorcée au cours de l'exercice précédent s'est poursuivie tout au long de l'année 1983-1984 à la suite de l'achèvement des travaux de construction des embranchements est et ouest et du report de la deuxième étape de construction des tronçons nord qui se sont soldés par une réduction sensible des travaux de planification, de conception et de génie menés par la Foothills.

Au cours de la dernière année financière, comme il est expliqué plus en détail à la section qui suit, plusieurs employés de l'Administration ont été détachés en permanence ou pour un temps auprès d'autres ministères et organismes gouvernementaux. À la fin de l'année, l'effectif au service de l'APN équivalait à 15 années-personnes, alors qu'il en regroupait plus d'une centaine à son plus fort, soit au milieu de 1982. Comme il a déjà été indiqué, l'Administration a fermé son bureau de Vancouver le 31 mars 1984 et, quelques mois plus tard, celui de Whitehorse à l'instar de la Foothills.

Voici un aperçu de quelques-unes des activités les plus importantes auxquelles l'Administration s'est livrée au cours de l'année et des faits qui l'ont concernée.

Octroi d'un droit de passage au Yukon à la Foothills

Parmi les principaux projets auxquels elle a été associé au cours de l'année, l'APN a prêté son concours à la préparation de tous les papiers nécessaires à l'octroi par le gouverneur en conseil d'un droit de passage à la Foothills visant l'emprise du gazoduc sur les terres de la Couronne au Yukon. Le droit de passage a été accordé et la proclamation connexe portant application des modifications à la Loi sur les titres de biens-fonds, inscrites dans la Loi de 1978 sur le pipeline du Nord, publiée à la fin novembre et au début de décembre 1983.

L'octroi du droit de passage visant l'emprise du gazoduc faisait suite à la décision de mars 1983 du ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord, l'honorable H. A. (Bud) Olson, d'approuver le tracé du segment de 830 km traversant le sud du Yukon après une étude de plusieurs années des nombreux facteurs géotechniques, environnementaux et socio-économiques entrant en ligne de compte. À la fin de décembre 1983, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien d'alors, l'honorable John Monro, annonçait que l'interdiction faite d'aménager un corridor de huit kilomètres à califourchon sur le tracé proposé pour le segment traversant le Yukon allait être levée à la fin de juin 1984. L'interdiction ne s'appliquera donc plus qu'à l'emprise du gazoduc visée par le droit de passage d'une largeur de 240 mètres.

Station d'essais de Quill Creek

L'une des grandes réalisations de la Foothills au Yukon a été l'aménagement en 1981 à Quill Creek, à quelque 25 km au nord-ouest de Burwash Landing, d'importantes installations pour la tenue d'essais visant divers aspects de la construction et de la conception du gazoduc dans le Nord. On y a étudié en particulier les effets du transport du gaz à des températures supérieures au point de congélation par des

tuyaux de conception variée installés sur le sol et sous terre dans les régions de pergélisol humide pour déterminer le moyen le plus sûr et le moins coûteux de régler sinon d'atténuer le problème de l'affaissement du pipe-line consécutif au dégel du pergélisol environnant causé par la chaleur du gaz et l'érosion consécutive du sol.

Les données provenant de l'installation d'essai continuent d'être cueillies automatiquement par des appareils électroniques de télé-enregistrement et au moyen des relevés périodiques effectués sur place par l'employé de la Foothills en poste à la station. Depuis avril 1982, la Foothills a présenté cinq rapports à l'Administration sur divers aspects des essais, y compris les températures du sol, les mesures et l'étendue prévue du dégel ainsi que le soulèvement et la stabilisation du pipe-line. Les rapports en question renferment aussi des observations sur les tranchées et les opérations de remblayage visant aussi bien les tuyaux enfouis que les tuyaux installés à la surface sur des digues et des remblais de ciment.

Travaux techniques

La construction des embranchements préliminaires est et ouest du gazoduc était terminée à toutes fins pratiques au début de l'année financière, mais il restait à l'Administration un certain nombre de tâches à remplir à l'égard de ces projets.

En avril 1983, le personnel de l'Administration a surveillé le programme obligatoire d'essai de la station de compression 391 de Richmound (Saskatchewan) dont l'achèvement avait été retardé par une grève déclenchée par les travailleurs des métiers de la construction. Au début d'avril, la société a soumis à l'Administration les nouveaux plans de la station qu'il lui restait à fournir pour se conformer à l'ordonnance technique de celle-ci.

À la suite de l'achèvement des dessins et du programme d'essai, la Foothills a soumis à l'examen de l'APN la partie II de la requête qu'elle avait déposée auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) en vue d'ouvrir la station de compression 391. L'Office a accédé à la requête après avoir reçu du fonctionnaire désigné de l'APN une recommandation à l'appui de celle-ci.

L'Administration a aussi assisté, au nom de l'ONE, aux essais hydrostatiques de la conduite de dérivation construite à la station de compression 394 de Monchy (Saskatchewan). Aménagée avec l'approbation de l'ONÉ, cette conduite de dérivation doit permettre à la Foothills d'assurer la recirculation continuelle d'une partie du gaz grâce au compresseur pour compenser le fait que le débit de gaz acheminé par le pipe-line est inférieur à celui que l'unité devait être en mesure d'assurer à l'origine.

Tous les plans d'exécution des segments préliminaires de la zone 6 (embranchement est, Alberta) et de la zone 8 (embranchement ouest, sud de la C.-B.) ont été examinés par le personnel de l'Administration et ont été approuvés.

Pendant l'année, la Foothills a soumis à l'examen de l'Administration un certain nombre de rapports techniques ainsi que les révisions apportées à des documents et à des plans présentés ou approuvés antérieurement. Ceux-ci portent sur les études intéressant la liquéfaction et la stabilité des pentes, entreprises par la société à l'égard de différentes parties de la construction et des critères de conception formulés pour surmonter le problème d'affouillement en ce qui concerne les ouvrages de franchissement des cours d'eau au Yukon. Le personnel de l'Administration a étudié les documents qui ont été acceptés sous condition ou approuvés par le fonctionnaire désigné, selon le cas.

Surveillance de l'environnement

L'équipe d'environnementalistes a procédé à l'inspection de toutes les parties des embranchements est et ouest en avril et octobre 1983, l'APN s'étant vu confier le mandat de vérifier l'état de l'emprise du pipeline dans l'année suivant la mise en service. C'est en décembre 1983 que l'équipe a remis son rapport final dans lequel elle fait part en détail de ses constatations. Le rapport remarque que dans l'ensemble, l'emprise est en excellente condition en Alberta comme en Saskatchewan, que la regénération de la végétation assure le contrôle de l'érosion et que l'habitat de la faune sera redevenu ce qu'il était d'ici un an ou deux. Les travaux d'inspection et d'entretien réguliers de la Foothills suffisent donc. Dans le sud de la Colombie-Britannique, l'équipe a aussi constaté que la regénération de végétation, dans l'ensemble, avait été un succès. Toutefois, dans les secteurs où l'emprise du gazoduc traverse des pentes très escarpées et où des murs de soutènement ont été dressés pour assurer un meilleur contrôle de l'érosion, il faudrait peut-être procéder à des travaux d'entretien à l'issue du ruissellement printanier pendant quelques années. L'inspection a révélé que les cours d'eau franchis par le gazoduc étaient en bon état et que la construction n'avait apporté aucun changement important au tableau du drainage. Dans certains cas, la Foothills a pris des mesures pour mettre fin à l'interférence causée par le mouvement des eaux souterraines.

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 12 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe A le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1984.

Le budget de fonctionnement de l'Administration pour 1983-1984 s'élevait à 5,6 millions de dollars. Les dépenses réelles, y compris les indemnités de fin d'emploi totalisant 648 000 $ versées par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration, entraînée par l'achèvement de la première étape de projet du gazoduc de la route de l'Alaska et du nouveau report de la deuxième étape de construction des tronçons nord, ont été de 5,4 millions de dollars. Le nombre d'années-personnes autorisées pour 1983-1984 était de 75, mais il n'en a été utilisé que 63.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipeline remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 5,7 millions de dollars. De ce montant, 4,3 millions ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, cette somme représentant le solde non recouvré de l'année financière précédente et une partie des dépenses de l'Administration en 1983-1984. La somme additionnelle de 1,4 million de dollars provient principalement des ministères et organismes fédéraux auprès desquels certains employés de l'APN ont été détachés par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle. Le plan en question est de plus en plus difficile à appliquer, les effectifs de l'Administration étant réduits à leur plus simple expression en attendant la reprise des travaux de construction du gazoduc, mais il vaut toujours.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.

Annexe A

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

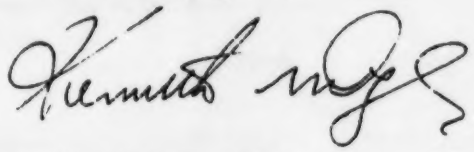
RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable Don Mazankowski, C.P., député
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1984. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1984 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Le vérificateur général du Canada



Kenneth M. Dye, F.C.A.

Ottawa, Canada
le 15 septembre 1984

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses et des rentrées
pour l'exercice terminé le 31 mars 1984

	1984	1983
Dépenses (note 3)		
Traitements et prestations aux employés	$4,119,417	$4,789,364
Locations	727,907	733,354
Transports et communications	251,987	542,788
Services professionnels et spéciaux	231,508	351,217
Fournitures et approvisionnements	29,696	114,623
Information	21,237	44,257
Mobilier et matériel	8,160	48,227
Autres	24,471	66,051
	5,414,383	6,689,881
Rentrées		
Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	4,300,422	6,893,422
Détachement d'employés de l'Administration	1,310,912	609,759
Autres recouvrements	98,469	8,024
	5,709,803	7,511,205
Excédent des rentrées au Fonds du revenu consolidé sur les dépenses à même le Fonds du revenu consolidé	$ 295,420	$ 821,324

Approuvé par:

Le directeur général,

L'agent financier supérieur,

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1984

1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses une fois acquittés. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses au cours de l'exercice où s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide des crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été réglées de la manière suivante:

	1984	1983
Crédits parlementaires		
Développement économique		
Crédit 5—Dépenses du programme	$5,150,400	$8,871,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	426,000	654,000
	5,576,400	9,525,000
Montant annulé en conformité avec l'article 30 de la Loi sur l'administration financière	162,017	2,835,119
	$5,414,383	$6,689,881

4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1984	1983
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	$5,414,383	$6,689,881
Rajustement au titre des prestations aux employés	—	(641,000)
Détachement d'employés de l'Administration	(1,310,912)	(609,759)
Autres recouvrements	(98,469)	(8,024)
	4,005,002	5,431,098
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(160,227)	(455,647)
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	455,647	1,917,671
	$4,300,422	$6,893,422

La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement depuis 1978 représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice terminé le 31 mars 1983 ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1984 sont évalués à $228,000 (1983 — $105,000).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1er mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de relocation, sont estimés comme suit:

Cessations pendant l'exercice se terminant le 31 mars 1985	$ 575,000
Cessations subséquentes	500,000
	$1,075,000

6. Réduction des activités

Le 1er mai 1982, le responsable américain du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée de deux ans, c'est-à-dire jusqu'en 1989. Tous les intervenants doivent réduire leurs activités de manière à respecter le nouveau calendrier des activités.

En juin 1983, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a annoncé une autre réduction de ses activités au cours des deux prochaines années, l'Administration a décidé de réduire davantage ses propres activités pour réaménager ses opérations en fonction de celles de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant plusieurs employés auprès d'autres ministères et en ayant recours à des cessations d'emplois. Certains autres frais ont également été réduits au cours des deux derniers exercices.

7. Évènement subséquent

En juin 1984, l'Administration du pipe-line du Nord a négocié un nouveau bail avec Pétro-Canada, ce qui résultera en une épargne importante au cours des deux prochains exercices. Le coût d'abandon du contrat de sous-location a été de $225,000.

Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions fâcheuses qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des Autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartient aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres paliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Le principal bureau administratif se trouve à Calgary et

est administré par un directeur nommé par décret, qui, au début, s'occupait aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués le 27 juillet 1978. Suite à une nouvelle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska. À l'annexe D, page 19, on trouvera la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

Description du projet

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49e parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada PipeLines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction préliminaire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 720 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49e parallèle[1]. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

[1] Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49e parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes[2]:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre
	443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Alberta	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
	377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
	301 km de longueur et 914 mm de diamètre
Saskatchewan	258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	171 km de longueur et 914 mm de diamètre

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre[3].

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillian, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux États-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 à 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée à la fin de 1986.

Aux mêmes audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué à 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient achevés en 1987.

À la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux États-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page vi.

---

[2] Yukon — 233 mi de longueur et 48 po de diamètre; 275 mi de longueur et 56 po de diamètre
Colombie-Britannique (nord) — 444 mi de longueur et 56 po de diamètre
Alberta — 334 mi de longueur et 56 po de diamètre; 234 mi de longueur et 42 po de diamètre; 187 mi de longueur et 36 po de diamètre
Saskatchewan — 160 mi de longueur et 42 po de diamètre
Colombie-Britannique (sud) — 106 mi de longueur et 36 po de diamètre

[3] En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longeur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du sud, la longueur de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre.

Première étape: Construction des tronçons sud

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux États-Unis depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 milliards de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), situé sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux quelque 565 km (361 mi) de raccordements des gazoducs de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongés de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1er octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'étend sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'échelonner sur deux ans. Le réseau est cependant entré en service le 1er septembre 1982.

Administration du pipe-line du Nord

Cadres supérieurs et adresses des bureaux

Ottawa—Siège social
L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Les Tours Centennial (poste 210)
200, rue Kent
Ottawa (Ontario)
K1A 0E6

Calgary—Bureau administratif
M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire désigné
M. A. Barry Yates, directeur adjoint

Suite 450
101 – 6° Avenue s.-o.
Calgary, (Alberta)
T2P 3P4